



## **I Curso de Especialização em Engenharia da Soldagem**

**Turma 2011 - CTA DEMEC-TC/UFPR**

**THIAGO MUELLER**

**ANÁLISE DAS CAUSAS DE FALHA NA SOLDAGEM DE ARCO  
SUBMERSO EM TUBULAÇÃO DA UNIDADE DE CRAQUEAMENTO  
CATALITICO DA REPAR.**

**CURITIBA**

**2013**

THIAGO MUELLER

**ANÁLISE DAS CAUSAS DE FALHA NA SOLDAGEM DE ARCO  
SUBMERSO EM TUBULAÇÃO DA UNIDADE DE CRAQUEAMENTO  
CATALITICO DA REPAR.**

Monografia apresentada como requisito parcial  
à obtenção do grau de Especialista em  
Engenharia da Soldagem do curso de  
Especialização em Engenharia da Soldagem  
da Universidade Federal do Paraná, na área de  
concentração fabricação.

Orientador: Paulo Cesar Okimoto

**CURITIBA**

**2013**

## TERMO DE APROVAÇÃO

THIAGO MUELLER

### **ANÁLISE DAS CAUSAS DE FALHA NA SOLDAGEM DE ARCO SUBMERSO EM TUBULAÇÃO DA UNIDADE DE CRAQUEAMENTO CATALITICO DA REPAR.**

Monografia aprovada como requisito parcial à obtenção de grau de Especialista em Engenharia da Soldagem, área de concentração Fabricação, no Curso de Especialização em Engenharia da Soldagem, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Banca Examinadora :



Prof. Dr. Hélio Padilha  
UFPR



Prof. Dr. Ramon Sigifredo Cortés Paredes  
UFPR



Prof. Dr. Paulo Cesar Okimoto  
UFPR

Curitiba, 31 de outubro de 2013.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar agradeço aos familiares e colegas que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Paulo Cesar Okimoto pela orientação na elaboração deste trabalho.

A empresa REPAR pela oportunidade e acesso aos testes e aplicações.

A Universidade Federal do Paraná, pela sua infra-estrutura e condições oferecidas.

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a concretização deste desafio.

Agradeço também a todos os professores que transmitiram conhecimento durante o curso de Especialização de Engenharia da Soldagem.

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar as condições de falha, meios e materiais que levaram a deterioração da soldagem de arco submerso na tubulação da unidade de Craqueamento Catalítico da REPAR, assim, propor ações e recomendações dos problemas detectados e realizar preventiva em outras tubulações que tenha sido soldadas com o mesmo processo e possam apresentar o mesmo tipo de falha.

**Palavras-chave:** Falha, soldagem, Craqueamento Catalítico, REPAR e preventiva.

## **ABSTRACT**

This paper aims to analyze the failure conditions, means and materials that led to deterioration of the submerged arc welding pipe unit Catalytic Cracking REPAR thus propose actions and recommendations of the problems detected and perform other preventive pipes that have been welded using the same process and may present the same type of failure.

**Keywords:** Failure, welding, Catalytic Cracking, REPAR and preventive.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema do processamento de resfriar/condensar gases. ....	2
Figura 2: Trinca ocorrida na solda da tubulação a jusante P-2215A/B.....	3
Figura 3: Efeito do pH na dissociação do HCN a 25°C .....	7
Figura 4: Empolamento interno na tubulação a Jusante do P-2215B .....	15
Figura 5: Tubulação afetada pela trinca .....	16
Figura 6: Corte da amostra soldada utilizando serra fita .....	17
Figura 7: Amostra retirada da tubulação da região afetada pela trinca .....	17
Figura 8: Amostra realizada dos ensaios metalográfico e micrográfico .....	18
Figura 9: Amostra preparada para análise .....	18
Figura 10: Macrografia realizada da amostra .....	19
Figura 11: Micrografia realizada no início da trinca .....	20
Figura 12: Propagação da trinca no metal de adição .....	20
Figura 13: Presença de oxido na trinca.....	21
Figura 14: Trinca transgranular .....	21

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tipos de corrosão em materiais.....	09
Tabela 2: Dados dos permutadores.....	14



# SUMÁRIO

<b>RESUMO.....</b>	<b>IV</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVO GERAL .....	3
1.3 METODOLOGIA .....	3
1.4 ESCOPO.....	4
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEORICA.....</b>	<b>5</b>
2.1 MECANISMO DE DANOS NA TUBULAÇÃO.....	5
2.1.1 Danos por Hidrogênio.....	5
2.1.2 Danos por Corrosão Sob Tensão .....	8
2.2 HIPÓTESES DE CAUSA.....	10
2.2.1 Teor de Nitrogênio na Carga. ....	10
2.2.2 Deficiência na Vazão de Água de Lavagem. ....	11
2.2.3 Deficiência na Distribuição de Água de Lavagem.....	12
2.2.4 Contaminação do fluxo.....	12
<b>3 METODOLOGIA DO DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO .....</b>	<b>14</b>
3.1 DADOS DOS EQUIPAMENTOS.....	14
3.2 ANÁLISE DO SISTEMA.....	15
3.3 ELABORAÇÃO DA ANÁLISE DA TUBULAÇÃO.....	15
<b>4 RESULTADO E DISCUSÃO.....</b>	<b>18</b>
<b>5 RESULTADOS .....</b>	<b>22</b>
<b>6 CONCLUSÃO.....</b>	<b>23</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>24</b>

## **1 INTRODUÇÃO**

A Petrobras foi fundada no ano de 1953 pelo então presidente da república Getúlio Vargas, a criação da Petrobras é resultado da campanha popular que começou em 1946, com o histórico slogan "O petróleo é nosso". Com sua criação em 1953, a instalação só foi concluída em 1954, ao herdar do Conselho Nacional de Petróleo duas refinarias, a de Mataripe (BA) e a de Cubatão (SP). Elas passam a ser os primeiros ativos (patrimônio) da empresa. Em 1961 é fundada a REDUC - Refinaria de Duque de Caxias - hoje a mais completa refinaria do Sistema Petrobras, esta foi a primeira a ser construída pela empresa, tendo em vista que as outras foram incorporadas. A Refinaria Pres. Getúlio Vargas ou Refinaria do Paraná (REPAR) é uma refinaria localizada no município de Araucária, no estado do Paraná, que pertence à Petrobras, fundada em 1976, com capacidade instalada para 189 mil barris/dia, conforme Petrobras (2013).

### **1.1 Apresentação do Problema**

O presente trabalho busca analisar a Unidade de Craqueamento Catalítico da REPAR, para analisar as condições operacionais, que levaram à deterioração (danos por hidrogênio) nos componentes do Casco dos P-2215A/B. Esta unidade tem como função resfriar/condensar os gases após compreensão no primeiro estágio do compressor de gases através de troca térmica com a corrente de água resfriada.

Em agosto de 2012 foi observado pelo operador da área um vazamento de gás pela tubulação a jusante do P-2215B. Após liberação do sistema, foi constatado que o vazamento se dava por uma trinca, de extensão de aproximadamente 90° da circunferência da tubulação, no meio da solda de união entre um "Tê" e o trecho reto da tubulação, conforme marcação na Figura 1.

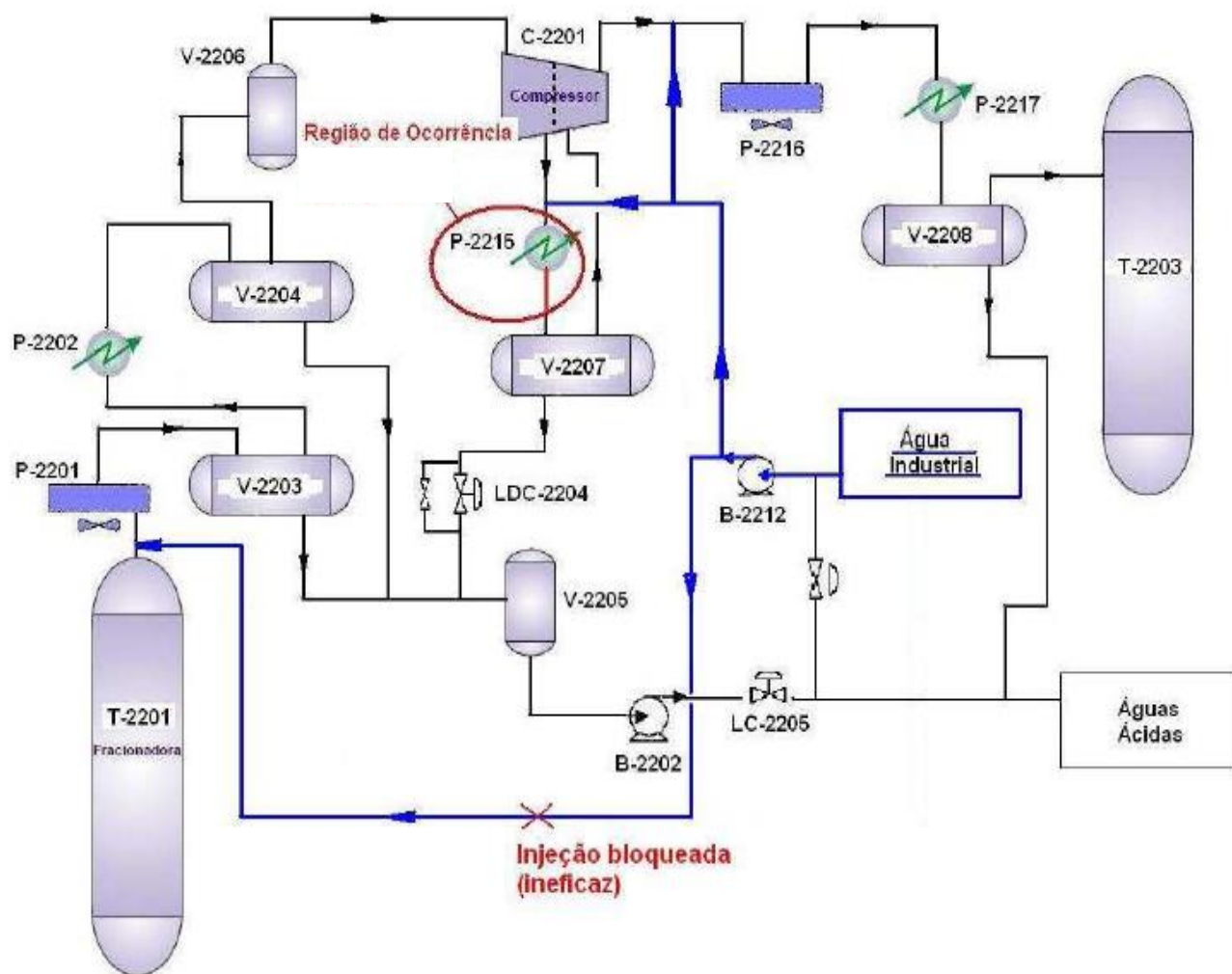


Figura 1: Esquema do processamento de resfriar/condensar gases.

Foi determinada a remoção da tubulação do trecho desde a saída sul do P-2215B até a redução antes do “Tê” de interligação entre os ramais Norte e Sul do permutador, para realização de inspeção. Após inspeção preliminar (inspeção visual) foi constatado a trinca passante ocorrida na soldagem da tubulação por onde ocorreu o vazamento de gás verificado pelo operador da área, conforme Figura 2.



**Figura 2:** Trinca ocorrida na solda da tubulação a jusante P-2215A/B.

## **1.2 Objetivo Geral**

O objetivo deste trabalho é analisar a causa da trinca que ocorreu na solda da tubulação dos permutadores casco x tubo (P-2215A/B) da Unidade de Craqueamento Catalítico da REPAR.

## **1.3 Metodologia**

Para alcançar o objetivo do trabalho é necessário alcançar os seguintes objetivos:

- Realizar estudos, pesquisas em documentos eletrônicos, livros e manuais sobre especificações técnicas do histórico dos equipamentos;
- Realizar inspeção por ultrassom e ensaios mecânicos no cordão de solda para verificar o comprimento da trinca;
- Inspecionar toda região da tubulação para observar se apresenta descontinuidade no restante da tubulação;

#### **1.4 Escopo**

O trabalho proposto visa atender a necessidade da empresa atuante no setor de petróleo, para evitar falha nas tubulações e equipamentos. A ocorrência de não conformidade dentro da empresa com controles de qualidade rigorosos reduz a garantia do ambiente de trabalho na execução dos produtos. A garantia da qualidade adequada ao produto final elimina as paradas e garante uma produtividade dentro dos padrões estabelecidos pela empresa, pois essas descontinuidades apresentadas nos equipamentos acabam afetando a produtividade da empresa, acarretando em perda de produção e redução da sua lucratividade. O trabalho ainda busca utilizar os conceitos aprendidos durante o curso de Especialização da Engenharia da Soldagem.

## 1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEORICA

### 1.5 Mecanismo de Danos na Tubulação

#### 1.5.1 Danos por Hidrogênio

Segundo FONTANA e GREENE, 1978, os processos corrosivos por  $\text{H}_2\text{S}$  úmido e  $\text{CN}^-$  podem ocorrer em plantas processando cargas acima de 500ppm de nitrogênio orgânico. Até 1000ppm a corrosão é leve e pode ser controlada pela injeção de água de lavagem nos gases. Uma vazão adequada de água de lavagem pode reter  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CN}^-$ , por meio de diluição da água ácida a um nível abaixo do necessário para que a cinética de corrosão possa ser prejudicial ao material dos equipamentos. Com o processamento de petróleo cada vez mais pesados e com teores de nitrogenados acima de 2000ppm, notaram-se danos cada vez mais frequentes e de maior intensidade em unidades de craqueamento catalítico nas quais o  $\text{CN}^-$  é gerado a partir do nitrogênio orgânico que faz parte da composição do gás-óleo. Aços com defeitos estruturais controlados, mais resistentes à corrosão por hidrogênio foram desenvolvidos, porém mesmo esses materiais não são imunes quando uma grande quantidade de hidrogênio é produzida pelo alto teor de  $\text{CN}^-$  na água ácida. Além disso, esse material só pode ser aplicado em equipamentos novos, conforme FONTANA e GREENE, 1978.

O processo corrosivo na área de separação de gases de uma unidade de craqueamento catalítico envolve muitos compostos químicos, tais como,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{CN}^-$  e  $\text{H}_2\text{O}$ . O  $\text{H}_2\text{S}$  é gerado pelo enxofre, enquanto  $\text{NH}_3$  e  $\text{CN}^-$  são gerados dos compostos com nitrogênio orgânico presentes no gás-óleo, quando submetidos à reação de craqueamento. A água aparece nessa região pela condensação do vapor injetado no reator ou pela separação da água de lavagem injetada na unidade.

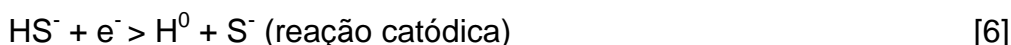
Na fase aquosa a amônia reage com o sulfeto de hidrogênio para formar sulfeto de amônia e bisulfeto de amônia, como nas equações 1 e 2:



A concentração de  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{S}$  controla o pH da solução. O pH se torna alto quando uma grande quantidade de  $\text{NH}_3$  é gerada. A concentração do íon bisulfeto  $\text{HS}^-$  (o elemento corrosivo para o aço carbono) aumenta com pH mais alto e de acordo com a reação de dissociação do  $\text{H}_2\text{S}$  e do  $\text{NH}_4\text{HS}$ , como nas equações 3 e 4:



O processo corrosivo básico médio está representado pelas reações 5 e 6:



O hidrogênio atômico gerado na superfície do metal pela reação 6, evolui para hidrogênio molecular:



Contudo, na presença de enxofre, compostos tais como  $\text{S}^0$ ,  $\text{HS}^-$ ,  $\text{S}_x^{2-}$ , a reação 8 é muito lenta, permitindo que o hidrogênio atômico penetre na estrutura cristalina do metal.

Por outro lado, o sulfeto de ferro,  $\text{FeS}$ , gerado pela reação 7 é depositado na superfície do metal. Neste ambiente e com o pH acima de 7, essa camada é composta de  $\text{FeS}$  e  $\text{FeS}_2$  além de  $(\text{FeS})^7$ . A camada então formada é estável, compacta e passivadora, levando ao fim o processo corrosivo. Consequentemente adsorção e absorção do hidrogênio atômico pela superfície do metal também cessa. Então o processo corrosivo e a absorção do hidrogênio é controlada pela estabilidade da camada de passivação de  $\text{FeS}$  formada na reação 7.

Ácido Hidrocianídrico,  $\text{HCN}$ , é gerado dos compostos nitrogenados orgânicos presentes no gasóleo durante o craqueamento catalítico, hidrocrackeamento ou processo de craqueamento. Esse ácido é muito volátil, mas na região de alta pressão da unidade, a maioria dele é solubilizada com amônia e  $\text{H}_2\text{S}$  na água condensada, conforme GENTIL, 1996. Em solução aquosa, acontece a dissociação desse ácido, com mostrado na reação 9 e de acordo com o pH da solução, como mostrado na Figura 3. Com um nível alto de amônia na solução, também gerada pelo alto teor de nitrogênio orgânico no petróleo, o pH aumenta, promovendo a dissociação da maioria do  $\text{HCN}$ .



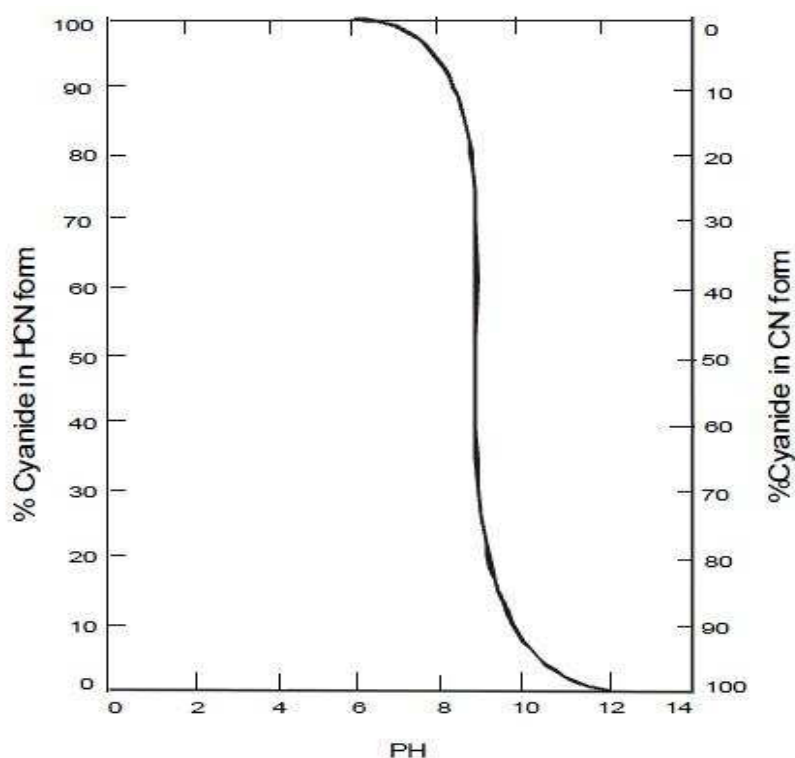
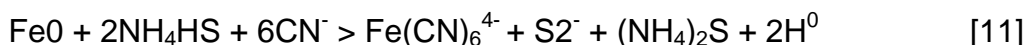


Figura 3: Efeito do pH na dissociação do HCN a 25°C.

Na presença do íon  $\text{CN}^-$ , a camada passivadora de  $\text{FeS}$  não é formada, ou mesmo a desenvolvida anteriormente, é destruída pelo  $\text{CN}^-$ , como mostrado na reação 10:



O aço nesta parte da unidade, sem a camada passivadora de  $\text{FeS}$ , está sujeito ao processo corrosivo, como visto nas reações mostradas em 5, 6 e 7. Sob esta condição, ocorre geração contínua de hidrogênio atômico de acordo com a reação 6. A superfície exposta do metal é novamente atacada pelo sulfeto de amônia e pelo cianeto, como mostrado na reação 11, gerando mais hidrogênio atômico:



A geração de grandes quantidades de hidrogênio atômico na superfície do metal, e a presença de compostos químicos em solução aquosa, favorece a absorção e difusão de uma grande quantidade de hidrogênio dentro da estrutura cristalina do aço, conforme GEMELLI, 2001. O hidrogênio permeado causa dano à estrutura do aço e alteração em suas propriedades mecânicas. O hidrogênio atômico produzido pelo processo corrosivo, o qual permeia para a estrutura cristalina do metal, resulta em fragilização, trincas e empolamentos no aço.



Dependendo do estado e propriedades da estrutura cristalina do aço, a presença de inclusões, a quantidade de defeitos sub-atômicos, o nível de tensão residual e a quantidade de hidrogênio permeado, falhas podem ocorrer de acordo com diferentes mecanismos denominados Corrosão Sob Tensão por Sulfetos, Trinca Induzida por Hidrogênio e Trinca Sob Tensão Induzida por Hidrogênio, segundo RAMANATHAN, 1990.

### **1.5.2 Danos por Corrosão Sob Tensão**

Segundo GENTIL, 1996, corrosão sob tensão é uma fissuração provocada pela corrosão associada a presença de um meio corrosivo. Por ser localizada a perda de massa do material corroído é em geral muito pequena, entretanto, esse tipo de corrosão apresenta consequências práticas importantes, tendo em vista grande número de materiais metálicos utilizados e por ser um fenômeno difícil de prever. A fissuração dos materiais induzida pelo meio não se restringe aos materiais dúcteis.

As tensões de origem interna surgem por meio das operações de conformação mecânica (laminação, trefilação, extrusão, embutimento, etc.), dos tratamentos térmicos (tempera, transformação de fase), dos tratamentos de superfície, dos gradientes térmicos etc. As tensões externas são mais facilmente definidas e resultam das condições de utilização. Quando uma fissura é observada do interior do material, há uma concentração de tensão induzida pela presença da fissura, entretanto, quando a fissura é observada de dentro do meio agressivo, as paredes da fissura praticamente estão ausentes de tensões, enquanto uma alta concentração de tensão é encontrada na ponta da fissura, conforme GENTIL, 1996. A manifestação do fenômeno de corrosão e seu tipo de propagação no interior do metal dependem do sistema metal ou liga, Tabela 01. Nesta tabela podemos identificar os tipos de corrosões que ocorrem nos materiais juntamente com seu meio corrosivo.

Tabela 01: Tipos de corrosão em materiais

Material	Meio corrosivo
Aços inoxidáveis austeníticos	Soluções contendo íons de alogetos ( $\text{Cl}^-$ , $\text{Br}^-$ , $\text{I}^-$ ) $\text{OH}^- + \text{H}_2\text{O}$ $\text{H}_2\text{O}$ a alta temperatura Ácidos politiônicos
Aços ao carbono	$\text{OH}^- + \text{H}_2\text{O}$ $\text{NO}_3^- + \text{H}_2\text{O}$ $\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O}$ Água do mar
Latão Cu-30Zn	Soluções de amoníaco e mercúrio
Ligas de titânio	Soluções de $\text{H}_2\text{NO}_3$ , soluções contendo íons agressivos ( $\text{Cl}^-$ , $\text{Br}^-$ , $\text{I}^-$ )

A corrosão sob tensão fraturante envolve duas etapas, a nucleação da trinca e a propagação da trinca. A nucleação da trinca se caracteriza por um tempo de indução. Essa nucleação tem sido associada a formação de pites ou a emergência na superfície do metal de discordâncias sucessivas que rompem camadas protetoras, expondo ao ataque pelo meio corrosivo, regiões ativas do cristal. A propagação da trinca pode ser intergranular (intercristalina) ou intragranular (transgranular). A fratura intergranular na corrosão sob tensão processa-se em sempre acompanhando o contorno dos grãos cristalinos. Formalmente esse tipo de fratura é mais bem compreendido do que a fratura transgranular, conforme GEMELLI, 2001.

Inicialmente a velocidade de movimento da trinca é quase constante, mas quando a trinca progride, a área da seção transversal da amostra diminui e a tensão de tração aplicada aumenta, conforme FONTANA e GREENE, 1978. Em consequência a velocidade de movimento da trinca aumenta com a profundidade da trinca até ocorrer ruptura. Durante os estágios iniciais a trinca é estreita e nos estágios finais torna-se larga.

Fatores metalúrgicos tais como composição do metal, presença de precipitados intermetálicos, distribuição dos precipitados, tamanho do grão, orientação do grão, interação de discordâncias, presença de fases metaestáveis, transformações de

fases e outros influenciam consideravelmente a susceptibilidade dos metais a formação de trincas por corrosão sob tensão. Com relação aos meios que favorecem a formação de trincas, em termos gerais observa-se que ligas com resistência inerentemente alta, tais como aços inoxidáveis austeníticos, alumínio ou titânio, requerem um íon agressivo como um haleto para promover a formação da trinca por corrosão sob tensão, conforme GENTIL, 1996.

## **1.6 Hipóteses de Causa**

De acordo com a análise realizada, as falhas podem ser consequência de danos causados por hidrogênio e tensões, originado dos contaminantes contidos na carga processada, inerente ao processo de craqueamento, em associação a uma lavagem e retirada ineficiente desses contaminantes. Baseando no levantamento apresentado, foram listadas algumas hipóteses de causas básicas do problema, o qual provavelmente é o resultado da soma de algumas dessas hipóteses.

Para chegar a estas hipóteses, que seriam as mais prováveis, foram consideradas as análises realizadas para estas duas ocorrências e a experiência do grupo na análise de ocorrências semelhantes em outras unidades.

### **1.6.1 Teor de Nitrogênio na Carga.**

Conforme foram registrados por várias vezes valores de nitrogênio total bem acima dos 2000 ppm que é uma referência da literatura, estes períodos coincidem com o processamento de petróleo diferentes dos usuais processados na REPAR e também pode haver a contribuição do processamento de óleo de xisto no riser, já que o mesmo possui teores altos de contaminantes.

As hipóteses neste caso são:

- a. As condições de processo em associação ao processamento de gasóleos com mais contaminantes, causam um aumento da formação e deposição de sais e aumento do teor de  $H_2S$ .
- b. A lavagem com água praticada para retirar esses contaminantes se tornou insuficiente.

Os fatos que sustentam esta hipótese são:

- O fenômeno de deposição dos sais de Amônia no sistema de compressão de gases das UFCCs é usual e bastante conhecido e foi evidenciado nesta e em outras ocorrências, desde o compressor até as tubulações de saída dos P-2215A/B.
- Este problema pode estar sendo causado pelo processamento de carga com maior tendência à formação de sais desde 2008 pelo menos. As análises de sal na carga da unidade não mostraram variação, mas as análises de nitrogênio mostraram aumento a partir de outubro de 2008.
- Existe histórico na Petrobras de deposição de sais de cianetos em compressor de FCC, no 1º estágio, e foi constatado no problema da REPAR em 2005 e evidências em 2008, 2010, 2011 além destas ocorrências de 2012.

Dentre os fatores que contrariam esta hipótese podem ser citados:

- Na descarga do 1º estágio do compressor, a vazão injeção de água de lavagem está sendo mantida conforme recomendação, o que poderia impedir uma grande formação de sal neste ponto.
- Os valores de cianetos nas análises de águas ácidas não acompanharam os valores de nitrogênio básico ou total.
- Os spot-tests que foram realizados não acusaram a presença de ferricianeto-férrico.

#### **1.6.2 Deficiência na Vazão de Água de Lavagem.**

A razão da injeção de água de lavagem na maior parte do tempo permanece em valores acima de 6% da carga processada. O sistema opera sempre na vazão máxima possível, sendo que a vazão total cai um pouco quando a U-MTBE está parada, correspondendo à diminuição de em média 0,42% da carga processada, o que leva esporadicamente à vazão total abaixo de 6% dependendo da vazão da carga processada.

Os fatos que sustentam esta hipótese são:

- Foi a causa básica determinada para o evento do C-2201 em 2005, que determinou que a razão de água injetada deve ficar sempre em torno de 6% da carga processada.

- Foi evidenciada a formação de azul da Prússia nos P-2215A/B e na respectiva tubulação à jusante.

- Em alguns períodos nas duas últimas campanhas, a razão de água de lavagem ficou abaixo dos 6% em relação à carga processada.

- As ocorrências de depósitos de sal (2006 a 2010) levando à falhas na bateria dos aircoolers condensadores de topo da fracionadora (P-2201).

Dentre os fatores que contrariam esta hipótese podem ser citados:

- O spot test realizado em 2009 e os realizados em 2012 não revelam a presença de azul da Prússia, como era de se esperar.

### **1.6.3 Deficiência na Distribuição de Água de Lavagem.**

A água pode estar sendo injetada em uma vazão suficiente, porém, talvez não esteja chegando adequadamente nos pontos necessários. Para que a lavagem seja eficiente, a água injetada deve chegar no estado líquido e ser bem distribuída ao longo dos equipamentos. Isso significa que podem ser necessários vários pontos de injeção, bicos aspersores com projeto adequado e em bom estado, e boas condições no isolamento térmico das linhas. Também tem grande influência na distribuição da água, o lay-out físico das tubulações de processo.

Os fatos que sustentam esta hipótese são:

- O fato de o problema só se manifestar nos P-2215A/B e com severidade alta;
- O lay-out das tubulações favorece a ocorrência de caminhos preferenciais;
- As ocorrências de depósitos de sal (2006 a 2010) levando às falhas na bateria dos air-coolers condensadores de topo da fracionadora (P-2201).

### **1.6.4 Contaminação do fluxo**

Fluxos são compostos minerais granulares, fusíveis misturados de acordo com diversas formulações. O fluxo protege a poça de fusão da atmosfera, cobrindo com o metal da escória derretida (fluxo fundido). Fundentes desoxida e limpa a poça de fusão, modifica a composição química do metal de solda, e influencia a forma do cordão de soldagem e suas propriedades mecânicas. Quando classificados de

acordo com a maneira em que eles modificam a composição na zona de soldagem, os fluxos podem ser classificados como neutro, ativos ou fluxos de liga, segundo a NORMA ASME B31.3 (2010). Quando classificados de acordo com o seu método de fabricação, os diferentes tipos de fluxos são fundidos, aglomerado ou ligado, misturado mecanicamente, com restrições de escória esmagada. Fluxos são classificados com base nas propriedades do metal de solda obtida quando usado com eletrodos específicos, as condições de tratamento térmico em que essas propriedades de metal de solda são obtido, e a composição química do eléctrodo.

O armazenamento e manuseio do fluxo podem ser feito por plástico ou sacos de papel e projetados para reduzir a quantidade de umidade absorvida durante o transporte e quando os sacos de armazenamento de fluxo estejam completamente fechados. Eles são projetados para ajudar a retardar a penetração de umidade. No entanto, quando os sacos são abertos ou se eles se tornarem puncionado, eles devem ser mantidos em um recipiente fechado, a fim de garantir que o produto mantém um baixo nível de umidade. Se o fluxo for exposto à umidade, pode ser seco num forno ventilado. A secagem pode frequentemente restabelecer o fluxo para a sua condição original como-fabricado. Uma mínima secagem requer uma temperatura de 149 ° C (300 ° F), para aglomerada ou fluxos ligados, um mínimo de 260 ° C (500 ° F) é recomendado. Para fluxos aglomerados ou ligado, é importante que não exceda 454 ° C (850 ° F) ou a soldagem características do fluxo pode ser afetada, conforme NORMA ASME B31.3 (2010). Se o fluxo é realizada em recipientes grandes, isso pode demorar um tempo muito longo, como fundente é um isolador. Redução umidade pode ser realizada em menos de uma hora, quando o fluxo é disposto em camadas finas de, por exemplo, 25 ou 50 mm (1 ou 2 cm) de espessura. A temperatura e tempo de secagem são dependentes da quantidade de contaminação por umidade e a espessura da cama de fluxo de ser seca, conforme NORMA ASME B31.3 (2010).

## 2 METODOLOGIA DO DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Este capítulo descreve o desenvolvimento do trabalho proposto e estudos realizados sobre descontinuidades presentes em soldagem a arco submerso, com o princípio de apresentar a causa raiz do problema presente neste trabalho, e assim, evitar que novos problemas apareçam na soldagem da tubulação.

### 1.7 Dados dos Equipamentos

Os equipamentos desta análise são dois permutadores casco x tubo (TAG P-2215A/B, classificação TEMA R tipo AES), trabalhando há mais de 30 anos em série com a função de resfriar/condensar os gases após a compressão no primeiro estágio do Compressor de Gases da Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido da REPAR (C-2201), através de troca térmica com a corrente de água de resfriamento, tabela 02.

Tabela 02: Dados dos permutadores.

Dados de Projeto	CASCO	TUBOS
Pressão de Projeto (kgf/cm <sup>2</sup> )	6,5	6
Pressão de Operação (kgf/cm <sup>2</sup> )	5,5	4,5
Pressão de Teste (kgf/cm <sup>2</sup> )	9,75	9
Temperatura de Projeto (°C)	90	65
Fluido	Nafta + água	A.R
Sobresspesura de Corrosão (mm)	3,2	3,2
Modelo TEMA	AJS	

## 1.8 Análise do Sistema

Após a abertura dos equipamentos constatou-se que todos os tubos estavam parcial ou totalmente obstruídos por depósitos, e durante a inspeção do lado água foram encontrados tubos furados devido à corrosão sob depósito, quando esses equipamentos também foram liberados para limpeza devido à baixa eficiência.

Durante inspeção na parte exposta do lado dos gases de processo, observou-se a ocorrência de empolamento por hidrogênio nas chapas boleadas dos dois tampos flutuantes, Figura 04. Também houve fissuração por hidrogênio nos anéis do conjunto flutuante do permutador de entrada (P-2215B), cujo conjunto é mais antigo.



Figura 04: Empolamento interno na tubulação a Jusante do P-2215B.

## 1.9 Elaboração da Análise da Tubulação

Esse tópico analisa as reais condições que o material sofreu durante todo esse tempo, definem-se os ensaios realizados em laboratório com a amostra retirada da tubulação afetada pela descontinuidade, Figura 05. Esta tubulação apresenta um diâmetro externo de 12" sendo unida pelo processo de solda por arco submerso, onde o material de adição não consta no histórico dessa tubulação, sendo difícil de analisar devido aos anos de uso. Esta união consta dois tipos de materiais, sendo



um de aço carbono com espessura de 3/8", e o outro de aço forjado com espessura de 1/2". Toda a análise feita na amostra retirada da tubulação, consta que a parte interna da tubulação fica na região debaixo das figuras e a parte externa da tubulação na parte de cima das figuras. A tubulação é fabricada tratamento térmico de alívio de tensões e algumas das conexões são fabricadas em chapas.



**Figura 05: Tubulação afetada pela trinca.**

Posteriormente foi feito um corte e retirado uma amostra da região soldada, onde apresentou o vazamento. Com a realização do ultrassom, definiu a região da trinca passante, e assim, foi realizado o corte no início da trinca (região da trinca não passante), Figura 06 e 07.



**Figura 06: Corte da amostra soldada utilizando serra fita.**



**(a) Parte externa da tubulação**

**(b) Parte interna da tubulação**

**Figura 07: Amostra retirada da tubulação da região afetada pela trinca.**

Com esta amostra foi feita uma inspeção visual e verificado a existência de mordedura de raiz, não vista anteriormente, pois esta área é interna da tubulação. A trinca por ser passante estava visível na região do metal de adição na parte externa da tubulação, e na parte interna apresentava índice de início na mordedura.

### 3 RESULTADO E DISCUSÃO

Para realização do ensaio metalografico, fizemos mais um corte retirando uma pequena amostra da região soldada da amostra já cortada da tubulação, e assim foi trabalhado com esta amostra, Figura 08. Como mostrado na figura 08, fica evidente a diferença da espessura das chapas, sendo a chapa menor de aço carbono laminado e a chapa maior de aço carbono forjado. Outra verificação foi à presença de bandeamento de ferrita e perlita presente no metal de base do aço carbono, este bandeamento é devido à laminação feita no material, Figura 08A. O outro metal de base (aço carbono forjado) não apresentou este tipo de comportamento, Figura 08B.

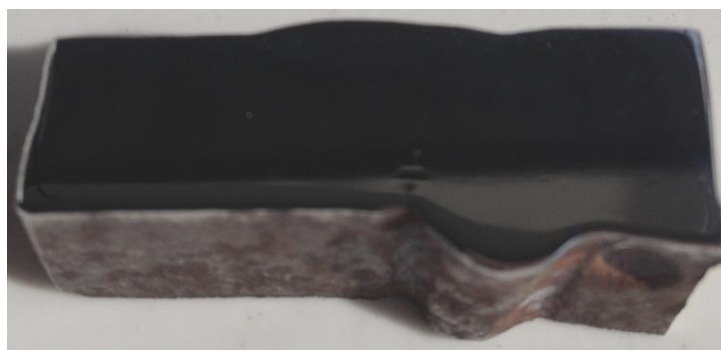


**Figura 08:** Amostra realizada dos ensaios metalográfico e micrográfico.

**Figura 08A:** Micrografia do metal de base do aço carbono laminado.

**Figura 08B:** Micrografia do metal de base do aço carbono forjado.

Esta amostra passou pelo processo de lixamento, polimento e ataque químico para visualização no microscópio, Figura 09.

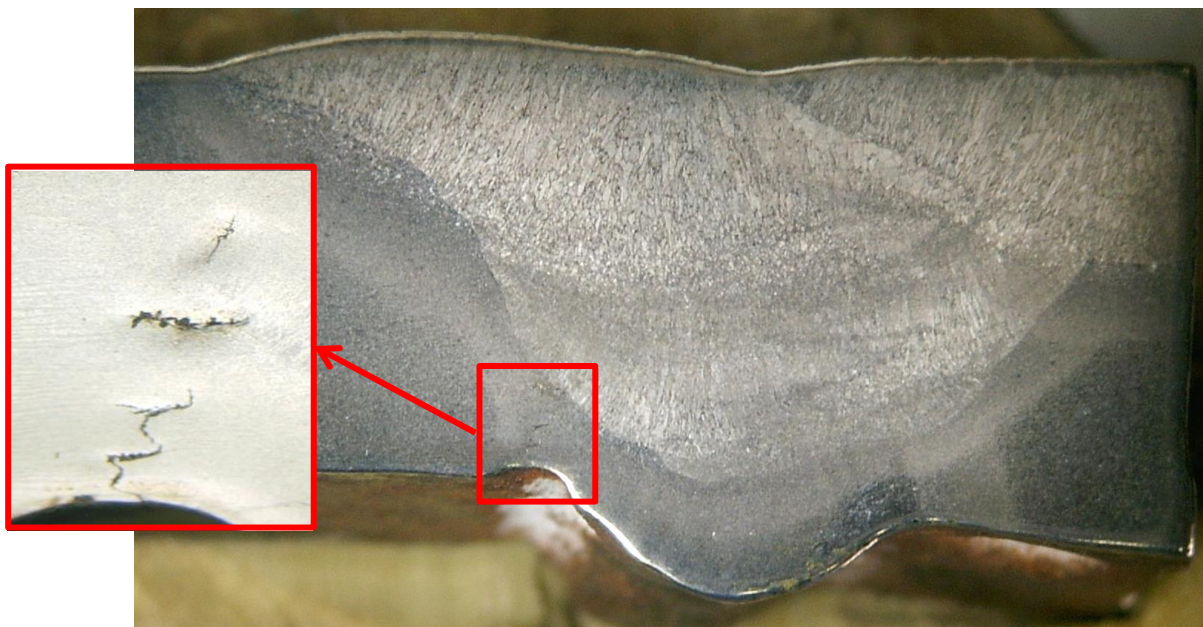


**Figura 09:** Amostra preparada para análise.

A amostra evidencia a olho nu a trinca e sua propagação. Na visualização da macrografia, foi possível observar a sequência da soldagem na tubulação, sendo

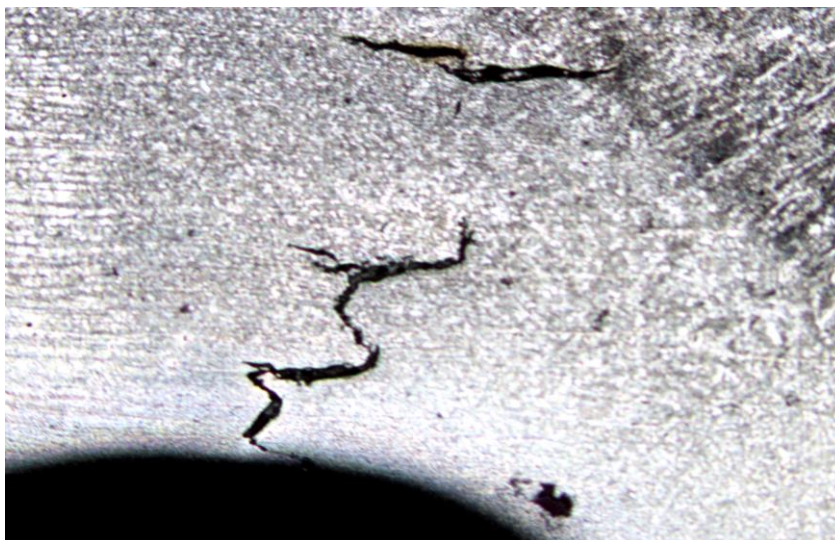


esta feita uma camada de raiz e posterior preenchimento com 3 cordões de solda, Figura 10. Com a macrografia evidenciamos a trinca e sua ramificação, onde demonstrou os sentidos possíveis de ramificação, ficando evidente sua origem.



**Figura 10: Macrografia realizada da amostra.**

Realizando ensaio micrográfico em toda a amostra, já de início ficou evidente que a trinca teve início na mordedura de raiz sendo esta na Zona Fundida do metal de base (aço carbono laminado), Figura 11. Quando foi detectado o vazamento e realizado à inspeção visual na parte externa da tubulação, foi visto que a trinca estava presente no metal de adição, em primeiro instante constatou-se que a trinca fosse derivado do manganês presente no fluxo, mas vendo a análise fica claro que a trinca não teve início pelo metal de adição, sendo assim descartada essa hipótese.



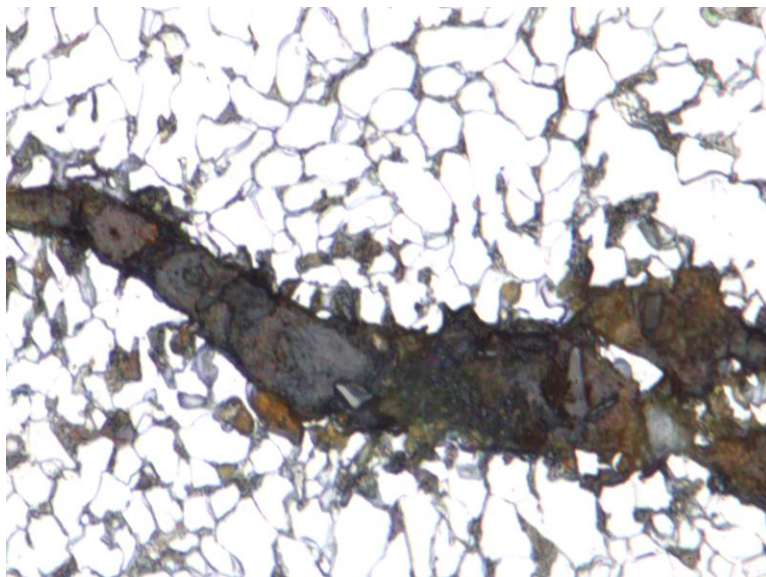
**Figura 11: Micrografia realizada no início da trinca.**

A trinca teve início na parte inferior da tubulação e propagou-se pelo metal de adição até a parte externa da tubulação. Como é mostrado na Figura 12, podemos notar que sua propagação acontece no metal de adição no sentido longitudinal e transversal.

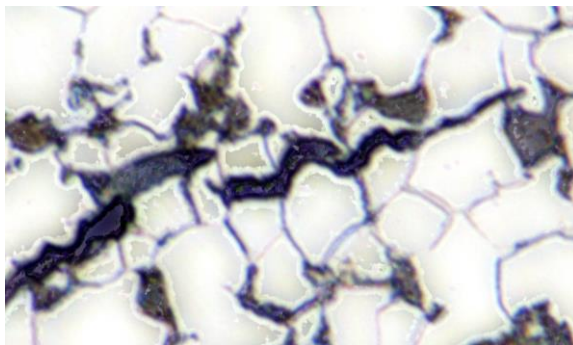


**Figura 12: Propagação da trinca no metal de adição.**

Presente na trinca foi analisado presença de óxidos, Figura 13. E como já pode ser visto em outras figuras a trinca se propaga transgranularmente (através do grão), figura 14.



**Figura 13: Presença de oxido na trinca.**



**Figura 14: Trinca transgranular.**

## 4 RESULTADOS

Após a conclusão dos ensaios foram realizadas diversas análises, onde se avalia a execução da trinca, conforme o processo de solda a arco submerso.

A trinca propagou-se por aproximadamente 90° no meio do cordão de solda entre um “Tê” e um trecho reto, na lateral leste da união soldada, sendo que nesta junta soldada havia dois cordões de solda de acabamento e a trinca propagou-se entre os dois cordões (coincidentemente no meio da junta).

Após remoção do trecho onde ocorreu a trinca, foi constatada, através de inspeção visual, a ocorrência de empolamento pelo lado interno da tubulação remanescente no mesmo trecho. Após a ocorrência e a constatação visual foi realizada os ensaios macrograficos e micrograficos. Nos ensaios obtivemos a morfologia da trinca, que por sua vez ficou indefinida, onde identificamos sua origem na mordedura ocorrida na margem da raiz de solda e ramificação transgranularmente provida de óxidos devido aos anos de trabalho. O bandeamento presente apresenta ferrita e perlita no material aço carbono devido sua laminação. Por existir duas espessuras diferentes, e ao trabalho por tensão, a trinca pode ter sido causada na região onde sofreu maior tensão (chapa de menor espessura), e isto pode ter acontecido devido não terem feito o alívio dessa tensão após a soldagem da tubulação.

Não há histórico de falhas nestas tubulações e o resultado da monitoração através de medição de espessura não revela taxas de corrosão altas. Os dados históricos dos equipamentos considerados na abrangência revelam danos por hidrogênio manifestando-se somente nos P-2215A/B. Através da inspeção visual e pelos fatos descritos os danos de empolamento apresentados foram causados por hidrogênio, oriundos provavelmente dos nitrogenados da carga processada e ativado pelo mecanismo de corrosão por  $H_2S$  e ineficiente lavagem dos contaminantes que causam estes processos.



## 5 CONCLUSÃO

As etapas de pesquisas facilitaram a identificação do ponto crítico de vista da descontinuidade, as referências bibliográficas descritas deram embasamento para elaboração da parte de soldagem, pois os conteúdos utilizados não eram de total conhecimento, sendo assim toda a pesquisa realizada foi fundamental para a finalização do trabalho.

A causa da descontinuidade na tubulação dos P-2215A/B fica indefinida durante o trabalho, pois durante o desenvolvimento apresentou muitas irregularidade, bandejamento, empolamento, mordedura, tensão, deteriorização pelo tempo de uso. Dessa forma não podemos evidenciar a causa real da trinca, ficando evidenciado que toda a irregularidade encontrada contribuiu para ocorrência da trinca. Como está evidenciada a atividade deste mecanismo de dano, entende-se que as condições de processo estão favorecendo a formação dos compostos necessários, embora ainda não seja possível estabelecer a origem exata dos mesmos (petróleo, carga reprocessada, óleos injetados).

O meio de retirada desses contaminantes, de forma que não causem danos aos equipamentos, no caso da REPAR é a injeção de água de lavagem e a remoção através das águas ácidas. A manifestação dos danos localizada no circuito dos P-2215A/B, leva a crer que há uma deficiência na retirada dos contaminantes, por deficiência na distribuição da água de lavagem neste circuito, já que por enquanto não foram constatados danos em outros pontos do sistema de compressão de gases.

Acredita-se que a elaboração desta monografia teve um significado muito grande para conciliar a teoria e a prática. A etapa de elaboração do trabalho revelou as dificuldades e a responsabilidade por nossos atos e mostra como realmente funciona uma elaboração monografia.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FONTANA & GREENE. Corrosion Engineering, Mcgraw-Hill: 2º Edição, 1978.

GENTIL, Vicente. Corrosão. Rio de Janeiro: LTC, 3º edição. 1996.

GEMELLI, Enori. Corrosão de Materiais Metálicos e sua Caracterização. Rio de Janeiro: LTC. 2001.

RAMANATHAN, Lalgudi V. Corrosão e seu Controle. São Paulo: Hemus. 1990

Norma ASME B31.3 2010

<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia> site acessado em 16/06/2013